

ANALISIS MULTIATRIBUT SEISMIK UNTUK PEMETAAN BATUAN RESERVOIR PADA FORMASI PEMATANG DI LAPANGAN “FI” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH (Studi Kasus PT. Chevron Pacific Indonesia)

Fitor Imanul Huda¹, Sukir Maryanto¹, Hendarmin²

¹Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Brawijaya

²PT. Chevron Pacific Indonesia

Email: fitor.imanul@gmail.com

ABSTRAK

Analisis multiatribut seismik digunakan untuk membantu melakukan interpretasi sebaran batuan reservoir dan untuk mendapatkan nilai korelasi antara data seismik dan data sumur yang lebih baik di lapangan “FI”. Korelasi terbaik digunakan untuk membuat *section 3D seismic* dan properti *pseudo-gamma ray cube*, *density-cube*, dan *porosity-cube*. Hasil Analisis sudah diperiksa dengan melakukan validasi dan nilai validasi menunjukkan hasil yang dapat diterima yang mana nilai koefisien korelasi rata-rata lebih dari 80 persen. Berdasarkan peta penyebaran gamma ray, impedansi akustik, densitas, porositas, dan peta struktur waktu pada lapangan “FI”, sebaran batupasir menuju arah timur dari lapangan dan berpotensi untuk dilakukan pengembangan di daerah tersebut.

Kata kunci: distribusi reservoir, multiatribut seismik

PENDAHULUAN

Formasi Pematang merupakan sedimen tertua yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Pada formasi ini tidak ditemukan fosil, hal ini menunjukkan bahwa Formasi Pematang diendapkan tidak pada lingkungan laut (*marine*) melainkan di darat (*land*) dan di lingkungan pengendapan yang kompleks yaitu *fluvio-lacustrine paludal* yang kaya dengan bahan organik.[1]

Untuk mendeteksi lapisan batuan pada Formasi Pematang di lapangan “FI”, digunakan gelombang seismik yang memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari lapisan bawah permukaan. Dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan dipantulkan oleh batas antara dua lapisan yang mempunyai kontras impedansi, dan selanjutnya sinyal pantulan ditangkap oleh *receiver* di permukaan. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu datang (*travel time*), amplitudo gelombang, frekuensi dan fase gelombang. Waktu datang gelombang pantul akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang (*velocity*).[2]

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur. Dengan data log dapat diketahui sifat petrofisika batuan baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Sifat petrofisika batuan ini antara lain, jenis lithologi, porositas, permeabilitas, kejenuhan air, serta kandungan hidrokarbon yang ada di dalamnya.[3]

Log densitas mampu mengukur berat jenis batuan yang kemudian digunakan untuk menentukan porositas batuan tersebut, dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang pori-pori karena fluida tadi berbeda berat jenisnya, dan bersama *log* lain, misalnya *log* netron, litologi batuan dan tipe fluida yang terkandung batuan dapat ditentukan.[3]

Loggamma ray adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena tiga unsur, yaitu Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) yang ada pada batuan. Pada formasi permeabel tingkat radiasi *gamma ray* lebih rendah dan kurva akan turun ke kiri. Sehingga *log gamma ray* adalah *log* permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih (*shale*) dari lapisan permeabel. [3]

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah Impedansi Akustik (IA) yang merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dan kecepatan (V). Nilai impedansi akustik dapat

digunakan sebagai indikator perubahan litologi, porositas, kekerasan dan kandungan fluida.[4]

Inversi seismik *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan. Dua tipe data yang diperlukan untuk input dalam proses inversi adalah data seismik dan data model inisial yang dibuat pada tahap pembuatan model. Model ini menggambarkan model inisial dari struktur kecepatan yang akan digunakan untuk membatasi inversi, dimana hasil akhir pada model impedansi dibatasi hanya dapat bergeser sekian persen dari model awalnya. Hasil akhir adalah profil impedansi yang berubah sekecil mungkin dari model inisial namun juga semirip mungkin dalam memodelkan data sebenarnya. [5]

Analisis multiatribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi. Regresi linier multiatribut bertujuan untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Validasi merupakan parameter untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan.[6]

Densitas merupakan perbandingan antara massa batuan dengan volume dari batuan itu sendiri. Besar kecilnya nilai densitas batuan dipengaruhi oleh : persentasi mineral, komposisi kimia, suhu dan tekanan, porositas, dan kandungan fluida. [3]

Porositas merupakan suatu ukuran kapasitas batuan untuk menyimpan fluida. Porositas didefinisikan sebagai persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas, atau dapat didefinisikan sebagai perbandingan antara volume total pori-pori batuan dengan volume total batuan tiap satuan volume tertentu. Porositas batuan reservoir dapat dibedakan menjadi dua :porositas absolut, merupakan perbandingan antara pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen dan porositas efektif, merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total. [3]

METODOLOGI

Data Penelitian

1. Data seismik *post stack* 3D dengan polaritas normal dan fasa campuran. Sampling interval seismik adalah 2 ms. Penelitian dibatasi dari *inline* 248 – 348 dan *crossline* 745–1150. Data seismik ini telah melalui proses-proses

penghilangan *noise* (filter) serta melalui pengolahan awal sehingga dianggap memiliki kualitas yang baik untuk diproses dan diinterpretasi lebih lanjut.

2. Data sumur sebanyak 4 buah seperti yang terlihat pada tabel 1

Tabel 1 Data sumur yang digunakan dalam penelitian

Log Type	Sumur			
	FI-1	FI-2	FI-3	FI-4
Caliper	v	v	v	v
Gamma Ray	v	v	v	v
NPHI	v	v	v	v
RHOB	v	v	v	v
Vp	v	v	v	v
Vshale	v	v	v	v
Resistivity	v	v	v	v
Water Saturation	v	v	v	v
Porosity Effective	v	v	v	v
Checkshot	x	v	x	v
Inline	341	304	289	270
Crossline	992	887	967	1002

3. Data *checkshot*, untuk *well seismic tie*, mengkonversi kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik), dan mengkoreksi *sonic P*.
4. Peta dasar yang menggambarkan penampang x dan y yang menunjukkan kerangka survei daerah penelitian beserta posisi sumur pada lintasan seismik

Pengolahan Data

1. Pengolahan data sumur

Data-data sumur yang telah dipilah kemudian diperiksa nilai serta satuannya masing masing. Kemudian dilakukan koreksi terhadap log apabila ada nilai yang tidak valid akibat *washout* serta dilakukan koreksi *checkshot*. Untuk menentukan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun porositas pada sumur, dilakukanlah teknik *crossplot* antara 2 log. Dari hasil *crossplot* diketahui bahwa nilai impedansi akustik batupasir zona target tidak dapat dipisahkan dengan *shale*, sehingga hasil inversi tidak dapat dianalisis langsung untuk mengetahui sebaran batupasir. Nilai *gamma ray* dan porositas zona target dapat dibedakan antara batupasir dan *shale* jika di-crossplot-kan dengan densitas, sehingga jenis atribut yang digunakan adalah densitas, *gamma ray* dan porositas dalam proses multiatribut.

2. Pengolahan data seismik dengan melakukan *well seismic tie* dengan hasil seperti terlihat pada tabel 2

Tabel 2 Pebandingan koefisien korelasi pada setiap sumur

Wavelet	Nilai Korelasi Sumur				Rata - rata
	FI-1	FI-2	FI-3	FI-4	
FI-3	0.647	0.680	0.654	0.556	0.628
All Well	0.675	0.772	0.449	0.802	0.585
Statistik	0.575	0.764	0.613	0.614	0.630
Bandpass	0.635	0.765	0.659	0.661	0.661

Kemudian dilakukan interpretasi horizon pada *trace* seismik dengan bantuan nilai log.

3. Inversi seismik

Dibuat model dengan menggunakan data seismik, horizon dan *waveletbandpass*. Dari model tersebut kemudian dilakukan inversi *bandlimited*, *model based* dan *sparsespike*. Dari ketiga jenis inversi tersebut, hasil yang paling bagus adalah inversi *model based*.

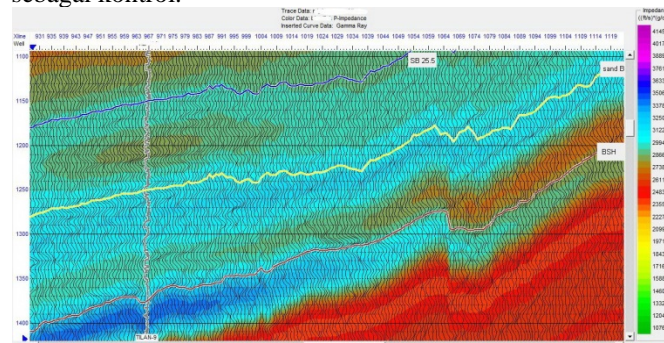
4. Proses multiatribut

Setelah dilakukan *well seismic tie*, *cross-plot*, dan pembuatan *impedance cube* inversi, selanjutnya dilakukan proses analisis multiatribut. Pada penelitian ini volume yang akan dibuat adalah volume pseudo-densitas, pseudo-porositas, dan pseudo-*gamma ray*. Alasan dibuat volume ini berdasarkan dari hasil *cross-plot* dan juga untuk melihat persebaran batupasir berdasarkan nilai densitas dan gamma ray. Selain itu, volume pseudo-porositas dibuat untuk mengetahui penyebaran porositas dari target.

HASIL PENELITIAN

1. Model inisial

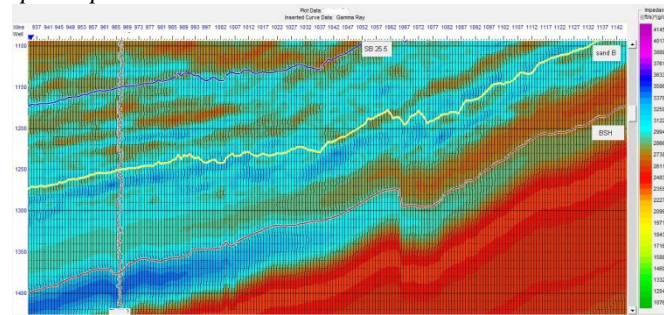
Model inisial dibuat menggunakan penampang seismik 3D, *wavelet* hasil analisis, tiga horizon (SB 25.5, horizon reservoir sand B, dan horizon BSH) dan empat data sumur sebagai kontrol.



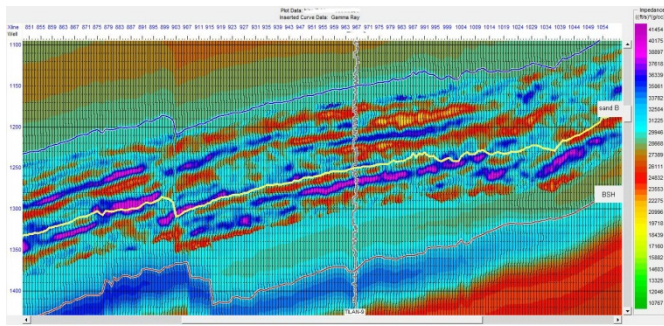
Gambar 1 Model awal inversi impedansi akustik di sumur FI-2

2. Hasil inversi

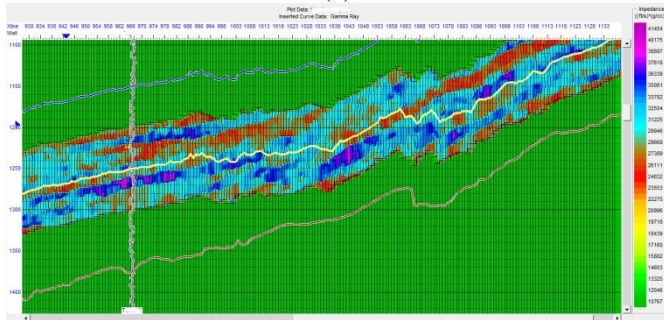
Secara umum, metode *bandlimited* belum menunjukkan display akhir yang baik. Hasil inversi ini sudah dapat memisahkan antara *top* dan *bottom* dari zona target di sekitar data sumur, namun kemenerusan lateralnya kurang baik. Dua display yang menunjukkan hasil yang baik dan cukup serupa adalah inversi metode *modelbased* dan *sparsespike*.



(a)



(b)



(c)

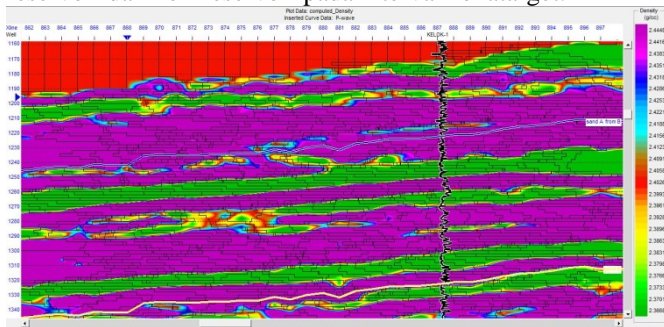
Gambar 2 Hasil Inversi (a) *Bandlimited*, (b) *Modelbased*, (c) *Sparsespike*

3. Analisis multiatribut seismik

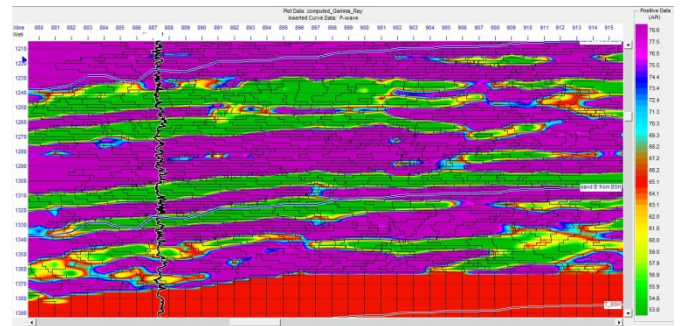
Penampang volume pseudo-densitas memperlihatkan kecocokan antara densitas sumurdengan densitas prediksi. Hasil training dan validasi yang didapat untuk regresi linearmultiatribut memiliki nilai yang sama yaitu 0.897107. Hasil ini menunjukkan densitas prediksi dengan neural network mendekati nilaidensitas sumur dengan baik. Atas dasar ini diasumsikan bahwa volum densitas yang dihasilkkan valid untuk memprediksi penyebaran nilai densitas pada “sand B” dan juga diharapkan bisa membedakan penyebaran reservoir dan non-reservoirpada interval zona target.

Dari penampang volume pseudo-*gamma ray*, juga terlihat kecocokan antara nilaigamma ray sumur dan *gamma ray* prediksi. Hasil training dan validasi yang didapat untuk regresi linear multiatribut adalah 0.860898 dan 0.803576. Perbandingan peta kedua hasil ini menunjukkan nilai *gamma ray* prediksi dengan menggunakan multiatribut biasa memberikan hasil prediksi *gamma ray* yang lebih baik, sehingga diasumsikan bahwa volumegamma ray yang dihasilkan valid untuk memprediksi penyebaran “sand B” dan juga diharapkan bisa membedakan penyebaranreservoir dan non-reservoir pada interval zona target.

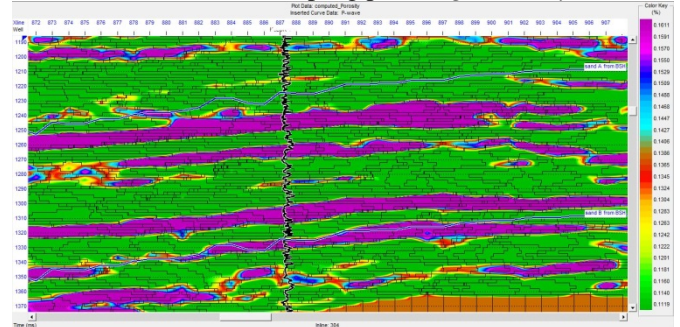
Penampang volume pseudo-porositas juga memperlihatkan kecocokan antara porositas sumur dan porositas prediksi. Hasil training dan validasi yang didapat untuk regresi linearmultiatribut adalah 0.901688 dan 0.874696. Atas dasar ini diasumsikan bahwa volumporositas yang dihasilkan valid untuk memprediksi penyebaran “sand B” dan jugadiharapkan bisa membedakan penyebaran reservoir dan non-reservoir pada interval zonatarget.



Gambar 3 Penampang pseudo-densitas



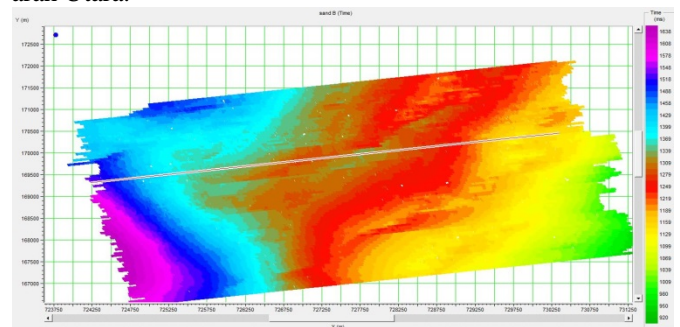
Gambar 4 Penampang pseudo-gamma ray



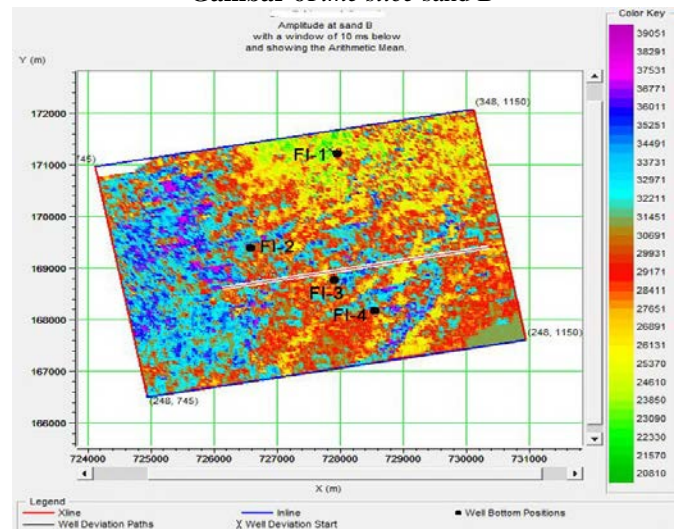
Gambar 5 Penampang pseudo-porositas

4. Analisis peta

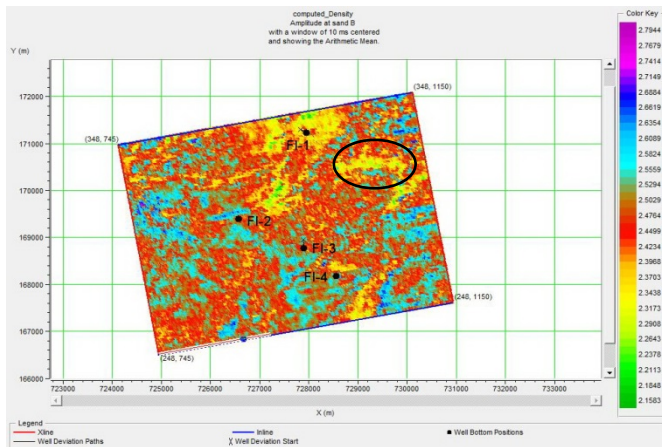
Peta yang dibuat merupakan slice dari horizon sand B dengan *window 10 ms below*. Peta yang dibuat dalam penelitian ini antara lain *time slices* sand B, horizon *slice* inversi *model based*, horizon *slice* volume pseudo-densitas, horizon *slice* volume pseudo-porositas, dan horizon *slice* volume pseudo-gamma ray. Sisi atas dari peta adalah arah Utara.



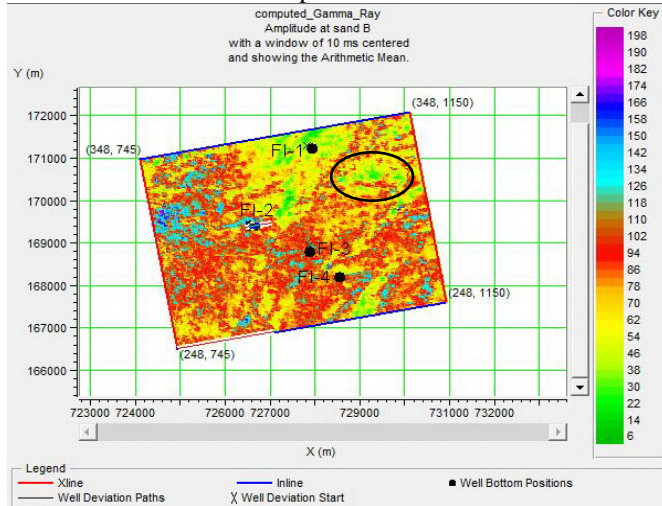
Gambar 6 Time slice sand B



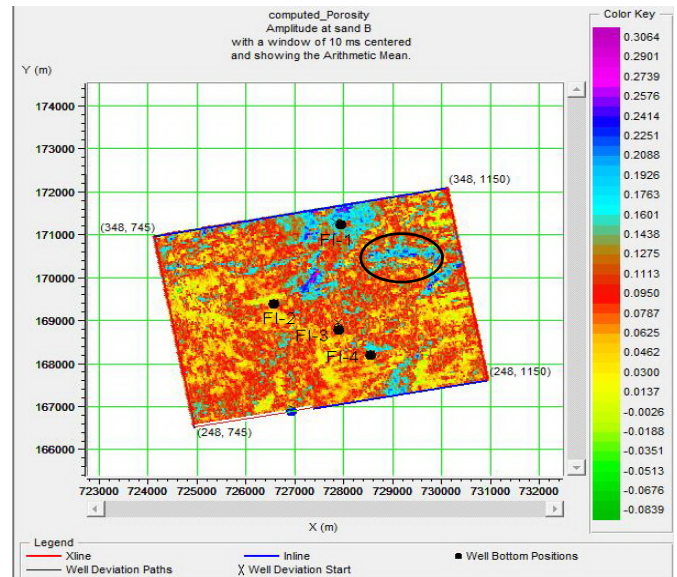
Gambar 7 Slice impedansi akustik sand B



Gambar 8 Slice pseudo-densitas sand B



Gambar 9 Slice pseudo-gamma ray sand B



Gambar 10 Slice pseudo-porositas sand B

Dari kelima peta di atas, daerah Timur penelitian, khususnya daerah yang dilingkari, memiliki batu pasir dengan densitas 2.0-2.5 g/cc, *gamma ray* berkisar 10-50 API dan porositas 15-25% sehingga memiliki potensi yang baik untuk pengembangan sumur selanjutnya.

Kesimpulan

Metode seismik multiatribut memberikan hasil yang baik untuk pembuatan volume pseudo-densitas, pseudo-*gamma ray* dan pseudo-porositas. Reservoir di daerah Timur terdiri dari batupasir dengan densitas berkisar antara 2.0-2.5 g/cc dan porositas 15-25%. Daerah Barat terdiri dari batupasir dengan densitas 2.4-2.8 g/cc dan porositas 0-10%. Bagian Timur daerah penelitian memiliki batupasir yang lebih baik dengan densitas rendah dan porositas tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

1. Yarmanto. 1996. *Petroleum Geology of Central Sumatera Basins*. PT. Caltex Pacific Indonesia. Rumbai – Indonesia, tidak diterbitkan.
2. Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
3. Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
4. Umam M S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron: Pekanbaru. Lukitaningsih, E. (2009).
5. Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
6. Sukmono, S. 2001. *Seismic Attributes For Reservoir Characterization*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.